

Hinweis:

Bitte dieses Formular im Originalformat (*.xlsx) speichern, umbenennen und übersenden.

GBK

Aktenzeichen: GBK-24-01-2#1

Formblatt für die Übermittlung von Stellungnahmen

Unternehmen / Verband / Behörde / Sonstige: (Pflichtfeld)	INES Initiative Energien Speichern e.V.
	Marktrolle: Verband

Kontaktdaten*:

Nachname:		Vorname:	
Kürzel:			
E-Mail:		Telefon:	

* Kontaktdaten werden bei Veröffentlichung der Konsultationsbeiträge **nicht** mitveröffentlicht.
Sie dienen ausschließlich eventueller Rückfragen durch die Große Beschlusskammer.

Weiter auf dem nächsten Tabellenblatt >>

Hinweis:
Bitte dieses Formular im Originalformat (*.xlsx) speichern, umbenennen und übersenden.

Konsultationsbeitrag: Aktenzeichen: GBK-24-01-2#1 -

Nr.	Tenzorziffer (Merkmal)	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Marktrolle	Einreicher
1	1	Die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber erheben Entgelte für die Bereitstellung von Ein- und Ausspeisekapazitäten für das Wasserstoff-Kernnetz. Das Entgelt wird in €/kWh/h/a berechnet. Es gilt stets für eine nicht unterbrechbare Jahreskapazität. Für die Überspeisung von Wasserstoff vom Netz eines Wasserstoff-Kernnetzbetreibers in das Netz eines anderen Wasserstoff-Kernnetzbetreibers wird kein Entgelt erhoben.	INES empfiehlt, eine verursachungsgerechte Netzengeltssystematik für den Wasserstoffbereich zunächst an der auslegungrelevanten Netznutzung zu orientieren. Dies bedeutet im Ergebnis, dass insbesondere die Verbraucher (Kraftwerke und Industrie) die Netzkosten tragen sollten. Grundsätzlich kann eine Wälzung auf Exit-Kapazitäten zu Kraftwerken und Industriekunden als verursachungsgerecht angesehen werden und vermeidet eine unzulässige Quersubventionierung. Potenzell können über Exit-Kapazitäten an Grenzübergangspunkten (GUP) oder zu Verteilnetzbetreibern auch Verbraucher (im Inland und Ausland) versorgt werden, sodass eine Wälzung der Netzkosten auch auf diese Exit-Kapazitäten (perspektivisch) sinnvoll erscheint. Die Lastfallanalysen der INES zeigen, dass Einspeicherungen über Exit-Kapazitäten an Wasserstoffspeichern gerade bei regionalen Überspeisungen eine netzlastende Wirkung durch den regionalen Ausgleich der Überspeisung entfalten, nicht jedoch als eine auslegungrelevante Nutzung zu betrachten sind. Exit-Kapazitäten zu Wasserstoffspeichern sollten deshalb von der Kostenwälzung ausgenommen werden. Bei der Definition der Netzentgelte für Exit-Kapazitäten an Kraftwerken sollte grundsätzlich die (in erheblichem Umfang) auslegungrelevante Netznutzung leitend sein. Kraftwerke benötigen hohe Leistungen. Dabei sollte allerdings nicht unbeachtet bleiben, dass diese Leistung nicht über das ganze Jahr hinweg von den Kraftwerken benötigt wird. Um diesen strukturierten Netzbedarf zu identifizieren bzw. nachvollziehen zu können, erscheint es zunächst einmal wichtig, unterjährige Kapazitätsprodukte (vollständig unabhängig von einer möglichen Bepreisung) vorzusehen. Mit Blick auf die Herausforderungen bei der Umsetzung von Kraftwerksprojekten in der Phase des aktuellen Markthochs sollte darüber hinaus der Subventionsbedürftigkeit angemessen bei der Netzengeltbildung Rechnung getragen werden. Vor dem Hintergrund der nur strackweisen Inanspruchnahme des Wasserstoffnetzes durch Kraftwerke sollte zudem untersucht werden, ob frei zuverfügbare Exit-Kapazitäten an Kraftwerken tatsächlich kosteneffizient über die Entwicklung von Netzen oder über die Nutzung von Systemdienstleistungen durch netzregulierte Erzeuger beschaffen werden sollten. An den Entry-Punkten (Produktion, GUP, Terminals und Speicher) sollten keine Netzentgelte erhoben werden. Dies führt zu einer erhöhten Liquidität am nationalen Wasserstoffmarkt und verhindert, dass Netzentgelte den Wertbeitrag auf dem Handelsmarkt zwischen diesen Wertschöpfungsstufen verzerrten. Darüber hinaus führt eine Ausnahme von Produktion, GUP, Terminals und Speicher nicht zu einer Kostensteigerung für die Verbraucher. In der ausführlichen INES-Stellungnahme wird dies anhand eines Beispiels erläutert.	Die Herangehensweise, zunächst Grundsätze für die Entwicklung einer geeigneten Netzengeltssystematik Wasserstoff festzulegen, unterstützt INES. Dabei ist zu beachten, dass die Festlegung von Grundsätzen die weiteren Möglichkeiten zur Ausgestaltung der Netzengeltssystematik über konkretisierende Festlegungen beschränken wird. Aus diesem Grund gibt INES bereits im Rahmen der Stellungnahme erste Hinweise zu nachgelagerten Themen, ohne bspw. das Thema der Entgeltrabate oder unterjährige Kapazitätsprodukte dabei eingehend zu betrachten. Die bisherige Netzengeltssystematik Gas sieht grundsätzlich eine Bepreisung aller Entry- und Exit-Kapazitäten mit einheitlichen Netzentgelten vor. Die Netzengeltssystematik wird mit verschiedenen Parametern weiter ausdifferenziert: - Unterjährige Kapazitätsprodukte - Multiplikatoren für unterjährige Kapazitätsprodukte - Rabatte an Speichern und LNG-Terminals Vor dem Hintergrund einer Analyse der auslegungrelevanten Lastfälle („Lastfallanalyse“) zum Wasserstoffkernnetz lässt sich folgendes mit Blick auf die bisherige Netzengeltssystematik Gas feststellen: Eine im Grundsatz gleichmäßige Verteilung der Netzkosten reflektiert die auslegungrelevante Netznutzung unzureichend und führt dadurch zwingend zu einer Quersubventionierung der Verbraucher (Kraftwerke und Industrie), die getragen wird durch Netzentgeltszahlungen an Importpunkten, Produktionsanlagen und Speicher. Da Import, Produktion und Speicherung von Wasserstoff grundsätzlich der Versorgung von Verbrauchern (Kraftwerke und Industrie) dienen und diese Kunden die Kosten dieser drei Wertschöpfungsstufen neben den Netzkosten ebenfalls ebenfalls zu tragen haben, führt die Wälzung der Netzkosten auf alle Entry- und Exit-Kapazitäten im Ergebnis lediglich dazu, dass die wahren Netzkosten gegenüber den Verbrauchern nicht transparent dargestellt werden. Auf Importe, die Produktion und Speicherung von Wasserstoff erheben Netzentgelte, erhöhen die Kosten dieser Wertschöpfungsstufen und verschwinden so im „Endkundenpreis“. Eine Übertragung der bisherigen Netzengeltssystematik Gas auf Wasserstoff stellt also die Transparenz über die wahren Netzkosten in Frage. Darüber hinaus wurde in der Lastfallanalyse deutlich, dass insb. Wasserstoffspeicher für die Auslegung des Wasserstoff-Kernnetzes und damit für die entstehenden Netzkosten kein Kostentreiber darstellen. Ganz im Gegenteil, Wasserstoffspeicher können bei entsprechender Berücksichtigung in den Planungen des Wasserstoff-Kernnetzes sogar einen wesentlichen Beitrag zur Absenkung der Netzkosten leisten, wie INES bereits im Rahmen einer Detailanalyse zum Netzentwurf nachvollziehbar aufgeführt hat. Die in der bisherigen Netzengeltssystematik Gas angelegte Erhebung von Netzentgelten an Gaseinspeichern (auch mit einem Rabatt von 75 Prozent) würde diesen Aspekt nicht angemessen widerspiegeln und darüber hinaus eine Quersubventionierung der Verbraucher (Kraftwerke und Industrie) zur Folge haben, die durch Netzentgeltszahlungen an Speicheranschlusspunkten refinanziert werden würde.	Verband	INES Initiative Energien Speichern e.V.
2	2	Vorbehaltlich der besonderen Bestimmungen für die Amortisationsphase nach Ziffer 3 legen alle Wasserstoff-Kernnetzbetreiber für jedes Kalenderjahr gemeinsam ein distanzunabhängiges Entgelt für alle Ein- und Ausspeisekapazität des Wasserstoff-Kernnetzes fest. Dabei sind die nach § 14 Abs. 2 WasserstoffNEV genehmigten Kosten einschließlich der Zu- und Abschläge nach Ziffer 7 Buchstabe g) durch die für das Kalenderjahr prognostizierten kontrahierten Kapazitäten der Ein- und Ausspeisekapazität zu dividieren. Wird ein Entgelt nach Satz 1 gebildet, veröffentlichen die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber es spätestens am 01.11. des vorherigen Kalenderjahres. Die Veröffentlichung ist unverzüglich zu korrigieren, sofern das Entgelt sich danach noch ändert.	INES empfiehlt, eine verursachungsgerechte Netzengeltssystematik für den Wasserstoffbereich zunächst an der auslegungrelevanten Netznutzung zu orientieren. Dies bedeutet im Ergebnis, dass insbesondere die Verbraucher (Kraftwerke und Industrie) die Netzkosten tragen sollten. Grundsätzlich kann eine Wälzung auf Exit-Kapazitäten zu Kraftwerken und Industriekunden als verursachungsgerecht angesehen werden und vermeidet eine unzulässige Quersubventionierung. Potenzell können über Exit-Kapazitäten an Grenzübergangspunkten (GUP) oder zu Verteilnetzbetreibern auch Verbraucher (im Inland und Ausland) versorgt werden, sodass eine Wälzung der Netzkosten auch auf diese Exit-Kapazitäten (perspektivisch) sinnvoll erscheint. Die Lastfallanalysen der INES zeigen, dass Einspeicherungen über Exit-Kapazitäten an Wasserstoffspeichern gerade bei regionalen Überspeisungen eine netzlastende Wirkung durch den regionalen Ausgleich der Überspeisung entfalten, nicht jedoch als eine auslegungrelevante Nutzung zu betrachten sind. Exit-Kapazitäten zu Wasserstoffspeichern sollten deshalb von der Kostenwälzung ausgenommen werden. Bei der Definition der Netzentgelte für Exit-Kapazitäten an Kraftwerken sollte grundsätzlich die (in erheblichem Umfang) auslegungrelevante Netznutzung leitend sein. Kraftwerke benötigen hohe Leistungen. Dabei sollte allerdings nicht unbeachtet bleiben, dass diese Leistung nicht über das ganze Jahr hinweg von den Kraftwerken benötigt wird. Um diesen strukturierten Netzbedarf zu identifizieren bzw. nachvollziehen zu können, erscheint es zunächst einmal wichtig, unterjährige Kapazitätsprodukte (vollständig unabhängig von einer möglichen Bepreisung) vorzusehen. Mit Blick auf die Herausforderungen bei der Umsetzung von Kraftwerksprojekten in der Phase des aktuellen Markthochs sollte darüber hinaus der Subventionsbedürftigkeit angemessen bei der Netzengeltbildung Rechnung getragen werden. Vor dem Hintergrund der nur strackweisen Inanspruchnahme des Wasserstoffnetzes durch Kraftwerke sollte zudem untersucht werden, ob frei zuverfügbare Exit-Kapazitäten an Kraftwerken tatsächlich kosteneffizient über die Entwicklung von Netzen oder über die Nutzung von Systemdienstleistungen durch netzregulierte Erzeuger beschaffen werden sollten. An den Entry-Punkten (Produktion, GUP, Terminals und Speicher) sollten keine Netzentgelte erhoben werden. Dies führt zu einer erhöhten Liquidität am nationalen Wasserstoffmarkt und verhindert, dass Netzentgelte den Wertbeitrag auf dem Handelsmarkt zwischen diesen Wertschöpfungsstufen verzerrten. Darüber hinaus führt eine Ausnahme von Produktion, GUP, Terminals und Speicher nicht zu einer Kostensteigerung für die Verbraucher. In der ausführlichen INES-Stellungnahme wird dies anhand eines Beispiels erläutert.	Die Herangehensweise, zunächst Grundsätze für die Entwicklung einer geeigneten Netzengeltssystematik Wasserstoff festzulegen, unterstützt INES. Dabei ist zu beachten, dass die Festlegung von Grundsätzen die weiteren Möglichkeiten zur Ausgestaltung der Netzengeltssystematik über konkretisierende Festlegungen beschränken wird. Aus diesem Grund gibt INES bereits im Rahmen der Stellungnahme erste Hinweise zu nachgelagerten Themen, ohne bspw. das Thema der Entgeltrabate oder unterjährige Kapazitätsprodukte dabei eingehend zu betrachten. Die bisherige Netzengeltssystematik Gas sieht grundsätzlich eine Bepreisung aller Entry- und Exit-Kapazitäten mit einheitlichen Netzentgelten vor. Die Netzengeltssystematik wird mit verschiedenen Parametern weiter ausdifferenziert: - Unterjährige Kapazitätsprodukte - Multiplikatoren für unterjährige Kapazitätsprodukte - Rabatte an Speichern und LNG-Terminals Vor dem Hintergrund einer Analyse der auslegungrelevanten Lastfälle („Lastfallanalyse“) zum Wasserstoffkernnetz lässt sich folgendes mit Blick auf die bisherige Netzengeltssystematik Gas feststellen: Eine im Grundsatz gleichmäßige Verteilung der Netzkosten reflektiert die auslegungrelevante Netznutzung unzureichend und führt dadurch zwingend zu einer Quersubventionierung der Verbraucher (Kraftwerke und Industrie), die getragen wird durch Netzentgeltszahlungen an Importpunkten, Produktionsanlagen und Speicher. Da Import, Produktion und Speicherung von Wasserstoff grundsätzlich der Versorgung von Verbrauchern (Kraftwerke und Industrie) dienen und diese Kunden die Kosten dieser drei Wertschöpfungsstufen neben den Netzkosten ebenfalls ebenfalls zu tragen haben, führt die Wälzung der Netzkosten auf alle Entry- und Exit-Kapazitäten im Ergebnis lediglich dazu, dass die wahren Netzkosten gegenüber den Verbrauchern nicht transparent dargestellt werden. Auf Importe, die Produktion und Speicherung von Wasserstoff erheben Netzentgelte, erhöhen die Kosten dieser Wertschöpfungsstufen und verschwinden so im „Endkundenpreis“. Eine Übertragung der bisherigen Netzengeltssystematik Gas auf Wasserstoff stellt also die Transparenz über die wahren Netzkosten in Frage. Darüber hinaus wurde in der Lastfallanalyse deutlich, dass insb. Wasserstoffspeicher für die Auslegung des Wasserstoff-Kernnetzes und damit für die entstehenden Netzkosten kein Kostentreiber darstellen. Ganz im Gegenteil, Wasserstoffspeicher können bei entsprechender Berücksichtigung in den Planungen des Wasserstoff-Kernnetzes sogar einen wesentlichen Beitrag zur Absenkung der Netzkosten leisten, wie INES bereits im Rahmen einer Detailanalyse zum Netzentwurf nachvollziehbar aufgeführt hat. Die in der bisherigen Netzengeltssystematik Gas angelegte Erhebung von Netzentgelten an Gaseinspeichern (auch mit einem Rabatt von 75 Prozent) würde diesen Aspekt nicht angemessen widerspiegeln und darüber hinaus eine Quersubventionierung der Verbraucher (Kraftwerke und Industrie) zur Folge haben, die durch Netzentgeltszahlungen an Speicheranschlusspunkten refinanziert werden würde.	Verband	INES Initiative Energien Speichern e.V.

Zelle: C4
Kommentar: () Fehlende Angabe (rot)
(-) Korrekt (grün)